

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Роль структуры порового пространства при выборе качества воды ППД на  
примере Филановского месторождения

Руководитель \_\_\_\_\_ доцент, к. т. н.  
подпись, дата

Н.Д. Булчаев

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

В.И. Родин

Консультант:  
Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2017

## **РЕФЕРАТ**

Роль структуры порового пространства при выборе качества воды ППД, выпускная квалификационная работа бакалавра, 2017 – 57 с., 16 табл., 10 рис. Руководитель - Булчаев Н.Д., кандидат технических наук, доцент, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

В данной работе рассмотрены основные методы определения структуры порового пространства. Так как важной характеристикой степени чистоты закачиваемой воды является размер частиц в их сопоставлении с размерами пор пласта; с точки зрения условий прохождения или задержания взвешенных частиц в пористой среде, выявлена связь между диаметром поровых каналов и допустимым размером твердых взвешенных частиц в воде ППД (Поддержания пластового давления).

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Природно-климатические условия района месторождения.....	8
1.3 Стратификация разреза скважины №2 по палеонтологическим данным.....	8
1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов.....	10
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....	11
1.6 Осложняющие факторы разработки месторождения.....	11
2 Технологическая часть.....	12
3 Специальная часть.....	14
3.1 Методы определения пористости .....	14
3.1.1 Определение открытой пористости пород газовольюметрическим экспресс-методом.....	14
3.1.2 Определение открытой пористости пород по методу жидкостенасыщения (Преображенского).....	16
3.2 Методы определения проницаемости.....	17
3.3 Методы определения остаточной водонасыщенности.....	22
3.3.1 Определение остаточной водонасыщенности методом капиллярометрии.....	24
3.3.2 Определение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования.....	26
3.4 Предпосылки улучшения качества воды в зависимости от структуры порового пространства.....	28
3.5 Комплекс исследований определения структуры порового пространства образцов керна.....	31
3.6 Оценка результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств керна.....	33
4 Безопасность и экологичность.....	43

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	43
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	44
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	46
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	47
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	49
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	50
4.7 Экологичность проекта.....	53
Заключение.....	54
Список используемых источников.....	56

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время актуальны проблемы разработки нефтяных месторождений с применением заводнения. Вода является важнейшим вытесняющим, замещающим нефть агентом.

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением заводнения показывает, что нагнетание воды в пласт не только увеличивает темпы разработки, но и обеспечивает наибольший коэффициент нефтеотдачи – 50–60 % от начальных запасов.

Для заводнения пластов используют пресные, морские, пластовые, подтоварные, поверхностные, дренажные воды, промышленные и хозяйственно-бытовые сточные воды. Ориентировочный расход воды для добычи одной тонны нефти составляет в среднем:  $1,5\text{--}2\text{ м}^3$  – при площадном заводнении и  $2\text{--}2,5\text{ м}^3$  при законтурном заводнении.

Падение уровня добычи нефти связано с ухудшением структуры извлекаемых запасов. Суммарная доля трудноизвлекаемых запасов малопродуктивных коллекторов на ряде площадей и месторождений существенно увеличивается. Остаточные запасы нефти сосредоточены, в основном, в отдельных изолированных линзах, различного рода тупиковых и застойных зонах, связанных с прерывистостью коллекторов верхних пачек пластов.

Кроме того, пористость и проницаемость пластов характеризуются крайней неоднородностью, в связи с чем нефть, в принципе, не может быть вытеснена из участков низкой проницаемости, особенно, если путь закачиваемой воде преграждают зоны пласта, коагулированные частицами, находящимися в ней. В таких случаях для пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами нужно использовать для закачки в пласт воду высокого качества.

При нормировании качества воды, закачиваемой в пласт, особое внимание уделяется содержанию взвешенных веществ и эмульгированной нефти, концентрация которых определяется коллекторскими свойствами пласта.

Накоплен обширный отечественный и зарубежный промысловый опыт, указывающий на зависимость показателей эффективности разработки нефтяных месторождений от качества жидкости, используемой для заводнения пластов. Наличие загрязнений в воде, закачиваемой в пласт, в виде ТВЧ(твердые взвешенные частицы) и нефти является причиной ряда негативных последствий, наиболее существенными из которых являются кольматация призабойной зоны нагнетательных скважин, снижение приемистости последних, закупорка поровых каналов, по которым вода поступает в продуктивные пласты. Поэтому особо важно учитывать качество закачиваемой воды, так как закачка ее в пласты должна существенно улучшать условия вытеснения нефти и тормозить ухудшение коллекторских свойств пласта, обеспечивая вытеснение нефти из большего числа порово-трещинных каналов, увеличивая тем самым нефтеотдачу пластов.

В связи с этим в данной работе будут рассмотрены вопросы качества закачиваемой воды в зависимости от структуры порового пространства. Целью данной работы является проведение анализа порометрических характеристик пород в виде капиллярметрических исследований, а также выявление связи между диаметром поровых каналов и допустимым размером твердых взвешенных частиц в воде ППД.

## **1 Геология месторождения**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Нефтегазоконденсатное месторождение им. В. Филановского открыто в 2005г. В 2016 году месторождение введено в промышленную эксплуатацию.

Месторождение им. В. Филановского находится в российском секторе дна Каспийского моря, в 190 км от Астрахани, в 20 км восточнее острова Малый Жемчужный и в 20 км северо-восточнее острова Тюлений, в авандельте Волги на глубине 7—11 м. Ближайший морской порт располагается в г. Астрахани (190 км). Железнодорожные станции - г. Астрахань, Махачкала, Кизляр и Дербент. Обзорная схема расположения месторождения им. В. Филановского представлена на рисунке 1.

Месторождение им. В. Филановского находится в северной части Каспийского моря на лицензионном участке «Северный». Побережье в районе месторождения на севере граничит с территорией Астраханской области, на востоке - с территорией Казахстана, западная часть – с Калмыкией, юго-западная – с Дагестаном.

Регион имеет хорошо развитую промышленную и транспортную инфраструктуру. Вдоль побережья Каспийского моря проходят железная и автомобильная дороги, система магистральных нефте- и газопроводов с КС и НПС. Топливо-энергетическая промышленность представлена тепловыми электростанциями, добычей природного газа и нефти. Имеется судостроительная, судоремонтная, машиностроительная, химическая и другие отрасли промышленности.

На сегодняшний день на Каспийском море функционируют три основных порта – Астрахань, порт Оля и Махачкала (Дагестан). Морской торговый порт Оля является наиболее перспективным российским портом на Каспии. Через него осуществляются перевозки грузов по морскому торговому каналу (МТК) "Север-Юг" (соединяющего страны Северной Европы, Россию, Иран и Индию), курсируют паромы на линиях Оля - Ноушахр и Анзали (Иран), Оля – Туркменбаши (Туркменистан).

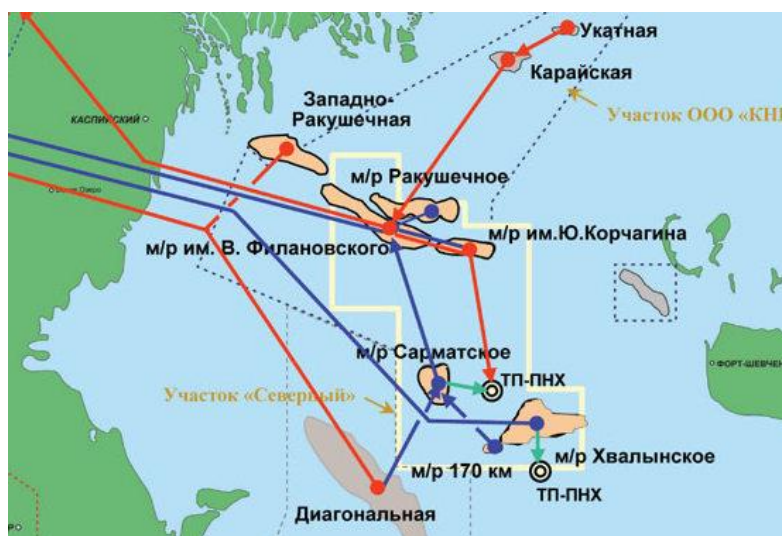


Рисунок 1 – Обзорная схема расположения месторождения им. В. Филановского

Ближайшими месторождениями на суше, запасы УВ которых утверждены в ГКЗ РФ, являются Астраханское, Олейниковское, Промысловское, Каспийское, Тенгутинское. На море ближайшие месторождения - им. Корчагина, Ракушечное, Хвалынское, им. Ю.С. Кувykiна, а также в российской части акватории находится месторождение Инчхе-море с незначительными запасами.

## 1.2 Природно-климатические условия района месторождения

Район месторождения им. В. Филановского относится к зоне континентального климата. Среднегодовая температура равна 10,5°C, абсолютный минимум наблюдается в январе, феврале (-31°C), абсолютный максимум - в июле, августе (40°C). Минимальные значения температуры воды отмечаются в январе-марте, а максимальные – в июле-августе, средняя температура воды на поверхности моря составляет 11°C, максимальная 29.6°C. Устойчивое ледообразование наступает к началу января месяца.

Средняя продолжительность ледового периода – 100 дней.

В районе месторождения в целом за год преобладают ветры юго-восточного направления. Нагонными являются ветры восточного и юго-восточного направлений. Западный ветер и ветры северных румбов – сгонные. Штили наблюдаются редко. Скорость ветра над морем в среднем составляет 8-9 м/с. За год выпадает осадков в среднем 177 мм, из них за теплый период 60-110 мм, за



холодный – 40-80 мм. Минимум осадков приходится на февраль-март (до 12 мм), максимум на июнь-июль (до 24 мм). Осадки в основном выпадают в виде дождя. Годовое количество дней с туманом 121, из них 106 дней приходится на зимний период с ноября по март. Максимальное количество солнечных дней - 106. Величина прилива-отлива не превышает  $\pm 4-7$  см. Подъем воды начинается в конце апреля – начале мая. Спад воды заканчивается в конце июля. Высоких волн на исследуемой акватории нет.

### **1.3 Стратификация разреза скважины №2 по палеонтологическим данным**

Скважина №2 расположена на одноименной структуре Северного Каспия. Она вскрыла разрез мезокайнозойских отложений, толщиной 1730 м, войдя в байос на глубину 1497 м. Структура стратиграфического разреза скважины номер №2 представлена на рисунке 2.

Отбор образцов керна для данной работе производился из неокомовских отложений нижнего мела (1348 -1412 м).

Рисунок 2 - Структура стратиграфического разреза скважины №2 Филановского месторождения

Система	Отдел	Подотдел	Надъярус	Ярус	Серия	2 Ракушечная		
						отметка по кровле, м		толщина, м
						глубина	абс.отм., alt. 24,31	
неогеновая	плиоцен	верхний		акчагыльский		398	-373,7	117
палеогеновая	олигоцен	нижний			майкоп- ская	515	-490,7	159
	эоцен	верхний				674	-649,7	14
		средний						
		палеоцен	нижний		датский		688	-663,7
меловая	верхний			маастрихтский		692	-667,7	100
				кампанский		792	-767,7	158
				сантонский		950	-925,7	34
				туронский+ коньякский		984	-959,7	97
				сеноман		1081	-1056,7	29
меловая	нижний			альбский		1110	-1085,7	60
				аптский		1170	-1145,7	178
			неоком	готеривский+ барремский		1348	-1323,7	64
юрская	верхний			киммериджский		1412	-1387,7	19
				оксфордский		1431	-1406,7	35
	средний			келловейский		1466	-1441,7	31
				байосский		1497	-1472,7	233
забой						1730	-1705,7	

Нижний отдел. Данный отдел, выделенный в интервале 1110,0-1412,0 м, в объеме аптского и альбского ярусов, с глубоким стратиграфическим несогласием перекрывает юрские отложения. В разрезе скважины 2 отсутствуют отложения верхней юры – нижнего мела (титонского (волжского) – валанжинского ярусов).

Начинает разрез, залегающий на размытой кровле известняков кимериджа слой (толщиной – 5,08 м) алевролитов (глубина 1407,02-1412,10 м) серых, с неравномерной бурой пигментацией, крупнозернистых, неравномерно мелкопесчанистых, с пелито-псаммито-алевритовой структурой, грубой субгоризонтальной слоистостью, подчеркнутой неравномерным распределением глинистого материала, с формированием многочисленных нечетко отграниченных линзовидных слоев сильно глинистых алевролитов (выделяющихся темноцветной окраской). Слоистость сильно нарушена текстурами взмучивания и биотурбации (преимущественно субгоризонтальные ходы, до 2,0-10,0 мм в сечении).

#### **1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов**

Нефти неокомского надъяруса и волжского яруса в пластовых условиях легкие (плотность 807-810 кг/м<sup>3</sup>), маловязкие (0,52-0,46 мПа·с), с газосодержанием 107,8-118 м<sup>3</sup>/т. Давление насыщения нефти газом равно начальному пластовому на газонефтяном контакте (ГНК) и составляет 16,5-16,6 МПа. Массовое содержание смол в нефти равно 2,8%, асфальтенов 0,1 %, парафинов 8-9%, солей 9,5%, механических примесей 0,05%. Температура плавления парафина равна 53 °С. Объёмный выход фракций до 100 °С равен 6%, до 200 °С – 28%, до 300 °С – 52%, до 350 °С – 66%.

Газ неокомского надъяруса и волжского яруса имеет следующие свойства: коэффициент сжимаемости ( $z$ ) – 0,89, объёмный коэффициент – 0,00633, плотность в условиях пласта – 115,9 кг/м<sup>3</sup>, вязкость в условиях пласта – 0,013 мПа·с, теплоемкость – 60,5 Дж/°С, молекулярная масса – 19,3 г/моль. Пластовый газ состоит из: двуокиси углерода 0,32%, азота 1,46%, метана 89,14%, этана 4,66%, пропана 1,73%, изобутана 0,25%, н-бутана 0,57%,

изопентана 0,20%, н-пентана 0,27%, изогексана 0,15%, н-гексана 0,22%, оставшиеся компоненты (от C<sub>7</sub> и более) – 1,03%.

Газовый конденсат неомского надъяруса и волжского яруса имеет следующие свойства: плотность (стандартные условия) – 722 кг/м<sup>3</sup>, вязкость (стандартные условия) – 0,54 мПа\*с, молекулярная масса – 108 г/моль. Пластовый газовый конденсат состоит из: двуокиси углерода 0,11%, азота 0,08%, метана 14,83%, этана 4,24%, пропана 4,63%, изобутана 1,68%, н-бутана 5,2%, изопентана 3,29%, н-пентана 5,51%, изогексана 3,99%, н-гексана 7,38%, оставшиеся компоненты (от C<sub>7</sub> и более) – 49,06%.

### **1.5 Запасы нефти, газа, КИН**

Балансовые запасы оцениваются в 220 млн тонн нефти и 40 млрд куб. м газа. Извлекаемые запасы оцениваются в 129 млн тонн нефти и 30 млрд куб. м газа. Проектный уровень добычи нефти и газового конденсата составляет 6 млн. тонн в год. Разработка месторождения в соответствии с проектным вариантом позволит достигнуть конечный коэффициент извлечения нефти (КИН), равный 35 %.

### **1.6 Осложняющие факторы разработки месторождения**

Главная и очевидная проблема разработки месторождения им. В. Филановского - прорывы газа из газовой шапки в добывающие скважины. Этому способствуют высокая по сравнению с нефтью подвижность газа и большой запас потенциальной энергии.

Расположение месторождения им. В. Филановского на шельфе является дополнительным осложняющим фактором его освоения. Разработка и эксплуатация шельфовых месторождений намного сложнее и затратнее месторождений суши. Добываемую жидкость, как правило, приходится обрабатывать на платформе. Экологические требования при этом существенно жестче, чем на суше. Все это вносит значительные затраты в разработку.

Кроме того, месторождение им. В. Филановского расположено в регионе с неустановившимся сейсмическим режимом. На него оказывают воздействие: с юго-запада – Махачкалинская, а с юго-востока – Мангышлакская

сейсмоактивные зоны, где сила землетрясений достигает 7 баллов, а в эпицентре – свыше 9 баллов по шкале MSK-64. По данным Объединенного института физики Земли РАН, сейсмическая опасность района работ составляет 4-5 баллов. Интенсивность сейсмической активности снижается с юго-запада на северо-восток. Фоновая сейсмичность по шкале MSK-64 один раз в 100, 500 и 1000 лет составляет 4, 5 и 6 баллов соответственно.

## **2 Технологическая часть**

ЛУКОЙЛ обнаружил крупное многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение на лицензионном участке «Северный» в северной части Каспийского моря. Из первой же поисковой скважины получен фонтанный приток легкой безводной малосернистой нефти дебитом более 800 т/сут. при депрессии 0,2 МПа. Такие дебиты в России известны только на единичных скважинах (средний дебит по России равен 10,5 т/сут). Новое месторождение является самым крупным нефтяным месторождением из открытых в России за последние 25 лет. Его разработка позволит существенно повысить рентабельность работ в Каспийском море. Месторождение названо в честь Владимира Филановского, внесшего большой вклад в развитие нефтяной отрасли страны.

В 2011-2012 гг. началось проектирование и строительство объектов обустройства месторождения: ледостойкой стационарной платформы, платформы райзерного блока, жилого модуля с переходными мостами, центральной технологической платформы (ЦТП). Запущена прокладка подводных трубопроводов на Каспии. В частности, ЛУКОЙЛ заключил контракты на строительство нефтепровода и газопровода, связывающих месторождения им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина, а также трубопроводов внешнего транспорта нефти и газа с месторождений Северного Каспия. В целом проект обустройства месторождения им. В. Филановского предусматривает прокладку более 330 км подводных и 350 км сухопутных трубопроводов.

К 2014 году на месторождении были изготовлены и установлены опорные основания платформ первой очереди строительства. Осуществлена транспортировка и установка верхних строений ЦТП, ПЖМ-1, ЛСП-1 и РБ, смонтированы переходные мосты и факельная стрела. Велись достроечные работы на верхних строениях ЛСП-1 и ЦТП. Выполнены работы по укладке 258 км морских трубопроводов внешнего транспорта нефти и газа. В 2015 году была введена в эксплуатацию ПЖМ-1, а по остальным трем платформам велись строительно-монтажные и пуско-наладочные работы.

На текущий момент продолжается обустройство второй очереди месторождения им. В. Филановского. Выведены и установлены на заданных точках в Каспийском море опорные основания для ледостойкой стационарной платформы – 2 и для платформы жилого модуля – 2. На астраханских верфях ведутся строительно-монтажные работы по возведению верхних строений второй очереди.

В апреле 2017 г. ПАО «ЛУКОЙЛ» преодолело рубеж в 2 млн тонн нефти, добытой на месторождении имени Владимира Филановского в Каспийском море. В настоящее время с ледостойкой стационарной платформы добыча углеводородов ведется посредством четырех добывающих скважин с горизонтальным окончанием. Продолжается строительство пятой скважины. В соответствии с графиком выполняется обустройство второй очереди месторождения им. В. Филановского. В настоящее время ведется установка верхнего строения ледостойкой стационарной платформы (ЛСП-2) на опорные основания. Следующий этап - вывод на месторождение верхнего строения платформы жилого модуля второй очереди (ПЖМ-2).

Ввод в эксплуатацию объектов второй очереди месторождения им. В. Филановского планируется до конца 2017 г.

### **3 Специальная часть**

#### **3.1 Методы определения пористости**

Пористость породы - важный параметр, необходимый для оценки запасов нефти и выяснения процессов фильтрации в пористой среде. Под пористостью

горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каналов, трещин, каверн). Коэффициентом пористости  $K_p$  будет называться отношение объема пор образца  $V_p$  к объему того же образца. Коэффициент пористости выражается в долях единицы или в процентах к объему образца.

Различают пористость породы следующих видов:

1. Общая (абсолютная) пористость  $K_p$ , включающая связанные и не связанные между собой пустоты.
2. Открытая пористость (пористость насыщения), включающая все сообщающиеся между собой поры. Не учитывается тот объем пустот, в который не проникает данная жидкость при данном давлении насыщения. Обычно в качестве насыщающей жидкости берутся керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц) или пластовые воды.
3. Эффективная пористость  $K_{p_{эф}}$ , включающая только ту часть пустот, которые заняты подвижной жидкостью в процессе фильтрации при полном насыщении породы жидкостью.

На практике интерес представляют только сообщающиеся поры. Поэтому для определения извлекаемых запасов используют коэффициент открытой пористости.

Определение коэффициента открытой пористости ( $K_{on}$ ) входит в перечень стандартных исследований кернового материала на этапах подсчета запасов, проектирования разработки. Существует несколько методов определения этой величины и, соответственно, способов оценки величины пористости горных пород.

### **3.1.1 Определение открытой пористости пород газоволюметрическим экспресс-методом**

Измерение пористости газоволюметрическим методом основано на законе Бойля—Мариотта: изменяя в системе объемы газа или давление, получают данные, по которым подсчитывают объем частиц и пористость. Для этого используются приборы порозиметры.

Любой газоволюметрический порозиметр имеет две камеры известного объёма и манометр (рисунок 3). Перед началом эксперимента камеры разобщают, в камере 1 создают избыточное давление газа  $P_1$ , в камеру 2 помещают образец керна известного внешнего объёма  $V_{обр.внеш}$  при атмосферном давлении. После соединения камер давление в системе выравнивается и становится равным  $P_2$ . В соответствии с законом Бойля-Мариотта:

$$P_1 V_1 = P_2 (V_1 + V_2), \dots \dots \dots (1.1)$$

$V_1$  складывается из объёма камеры 1 и объёма трубок 1 и 2:

$$V_1 = V_{к1} + V_{тр1} + V_{тр2}, \dots \dots \dots (1.2)$$

$V_2$  складывается из:

$$V_2 = V_{тр3} + V_{к2} - V_{обр.внеш} + V_{откр.пор}, \dots \dots \dots (1.3)$$

где  $V_{тр3}$  — объём трубки 3,  $V_{откр.пор}$  — искомый объём открытых пор.

Объёмы трубок и камер могут быть известны заранее, в противном случае их нужно рассчитать, проведя измерение «пористости» сплошного эталонного образца (эталона) известного объёма  $V_{эт.внеш}$ .

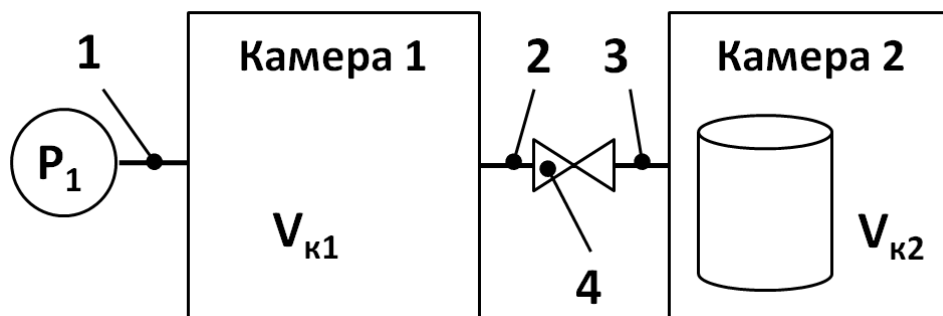


Рисунок 3 - Принципиальная схема газоволюметрического порозиметра.

Для этого камеру 1 с избыточным давлением соединяют с пустой камерой 2, повернув вентиль 4:

$$P_1 V_1 = P_2 (V_{к2} + V_{тр3}), \dots \dots \dots (1.4)$$

Вновь создав избыточное давление в камере 1, её соединяют с камерой 2, вмещающей эталон:

$$P_1 V_1 = P_2 (V_{к2} + V_{тр3} - V_{эт.внеш}), \dots \dots \dots (1.5)$$



Систему уравнений 1.4-1.5 решают относительно неизвестных  $V_I$  и  $(V_{к2} + V_{мп3})$ .  
Полученные значения подставляют в 1.1-1.3.

### **3.1.2 Определение открытой пористости пород по методу жидкостенасыщения (Преображенского)**

Методика определения открытой пористости состоит в том, что предварительно экстрагированный и высушенный при 105°C стандартный цилиндрический образец породы взвешивают и получают массу  $m_1$ . Затем образец под вакуумом насыщается рабочей жидкостью (как правило, керосином или моделью пластовой воды). Насыщенный образец вынимают и освобождают его от избытка керосина путем обкатывания на стекле. Надежным признаком достаточного удаления влаги является исчезновение блеска на поверхности образца и появление характерного матового вида породы. После этих операций насыщенный образец взвешивают в воздухе ( $m_2$ ). Поделив разность масс насыщенного и сухого образцов на плотность рабочей жидкости ( $\delta_j$ ), получаем объем пор  $V_p$  данного образца породы:

$$V_p = (m_2 - m_1) / \delta_j, \dots\dots\dots (2.1)$$

Далее насыщенный образец гидростатически взвешивают в рабочей жидкости ( $m_3$ ). Поделив разность масс насыщенного образца в воздухе и в рабочей жидкости на плотность рабочей жидкости, получаем объем данного образца породы:

$$V_o = (m_2 - m_3) / \delta_j, \dots\dots\dots (2.2)$$

Согласно тому, что коэффициент общей пористости - это отношение объема пустот (пор) к объему образца, получим следующее уравнение:

$$K_p = V_p / V_o = \{(m_2 - m_1) / \delta_j\} / \{(m_2 - m_3) / \delta_j\} = (m_2 - m_1) / (m_2 - m_3) \quad (2.3)$$

Как видно, величина  $\delta_j$  в уравнении сокращается. Следовательно, определять ее нет необходимости.

Из выражения (2.1) находим коэффициент открытой пористости.

### **3.2 Методы определения проницаемости**

Проницаемость — параметр, характеризующий способность пород пласта пропускать флюид.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей — совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости горных пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости. Для общей характеристики физических свойств пород используется абсолютная проницаемость.

- Под абсолютной проницаемостью принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней одной фазы, химически инертной по отношению к породе. Для ее оценки обычно используется воздух или газ (как правило, азот), так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

- Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

- Эффективной проницаемостью называется проницаемость породы для данной фазы при наличии в поровом пространстве неподвижной фазы другого флюида, т.е. при наличии остаточной водо- или нефтенасыщенности.

- Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Коэффициент проницаемости горной породы определяется совокупностью свойств скелета горной породы и фильтрующегося флюида, в связи с этим возникла необходимость введения параметра, характеризующего только скелет горной породы и позволяющего сравнивать между собой

различные пористые среды. Таким параметром является **коэффициент абсолютной проницаемости** – коэффициент проницаемости горной породы по одному флюиду, физически и химически инертному по отношению к скелету породы и заполняющему все открытые поры. Абсолютная проницаемость - это свойство породы, она не зависит от свойства флюида.

Веществами, максимально приближенными по свойствам к «инертному флюиду», можно назвать газы (азот, гелий, воздух). Коэффициент абсолютной проницаемости находят расчётным путём из экспериментов по фильтрации указанных газов. Порядок проведения эксперимента регламентируется ГОСТ 26450.2-85 «Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».

Предварительно выбуренные стандартные цилиндрические образцы высушивают при температуре  $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ . Сильно глинистые породы сушат при температуре  $(70 \pm 2)^\circ\text{C}$ . Потом определяют размеры образцов штангенциркулем как среднее из 3—5 определений в каждом направлении с точностью до 0,1 мм. Расхождение между определениями не должно превышать 0,5 мм. Конструкция установки, предназначенная для измерения абсолютной газопроницаемости как при стационарной фильтрации, так и при нестационарной 19 фильтрации, предусматривает наличие источника давления или разрежения, регулятора давления, кернодержателя и измерителей давления и расхода газа (Рисунок 4). При стационарной фильтрации источником давления служит баллон с газообразным азотом (1). Газ очищают от паров воды и загрязняющей пыли с помощью фильтра (5) и хлористого кальция (4), измерителями давления служат технические пружинные манометры (7), в качестве расходомера (10) используется градуированная стеклянная трубка. Цилиндрический образец помещают в резиновую манжету кернодержателя Хасслера (8) таким образом, чтобы зазор между боковой поверхностью образца и стенками манжеты был минимальным. Создают давление бокового обжима, обеспечивающее отсутствие проникновения (проскальзывания) газа между образцом и манжетой не выше 2,5 МПа (оптимальное значение оставляет 1,3-1,5 МПа) с помощью

предусмотренной в аппарате пневмосистемы (9). Давление обжима заносят в таблицу результатов.

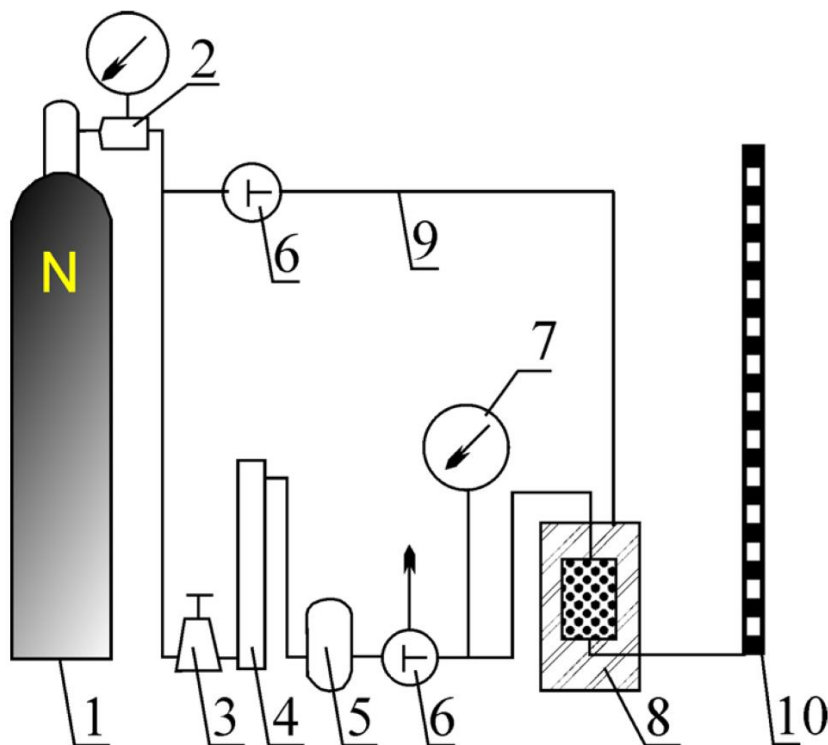


Рисунок 4 - Принципиальная схема установки для определения газопроницаемости. 1 - источник давления, 2 - редуктор высокого давления, 3 - редуктор низкого давления, 4- осушитель газа, 5- фильтр, 6 - трехходовой кран, 7 - манометр, 8 - кернодержатель, 9 - линия создания обжима, 10 - градуированная трубка измерения расхода газа

С помощью редуктора (3) устанавливают рабочий перепад давления, контролируемый манометрами. Измерение расхода газа производится с помощью отсчета времени прохождения мыльного пузырька через определенный объем градуированной трубки (10), установленной на выходе из образца и соединенной с атмосферным давлением. Оптимально одно измерение должно продолжаться около 30-90 секунд, что обеспечивает минимальную погрешность замеров. Однако в случае сильно проницаемых или непроницаемых пород временной интервал может быть значительно сдвинут, соответственно, в ту или иную сторону, что должно быть отражено в результирующей таблице. Измерение расхода газа через образец выполняют три раза при различных перепадах давления в пределах 0,1 – 0,2 МПа. При

каждом единичном замере или через каждые 10 образцов при проведении серии измерений необходимо фиксировать температуру и давление окружающей среды, что требуется для введения соответствующих поправок и расчета вязкости газа. Коэффициент газопроницаемости при стационарной фильтрации вычисляется по формуле:

$$K_{пр} = \frac{V \cdot \mu \cdot L \cdot P_{бар}}{t \cdot \Delta P \cdot (\Delta P / 2 - P_{бар}) \cdot F} \cdot 1000, \dots\dots\dots(3.1)$$

где  $K_{пр}$  – коэффициент газопроницаемости, измеренный при определенном среднем давлении в образце, (мД);  $V$  – объем газа, прошедший через образец,  $см^3$ ;  $t$  – время прохождения газа, с;  $\mu$  – вязкость газа в рабочих условиях,  $мПа \cdot с$ ;  $\Delta P$  – перепад давления на образце между входом и выходом из него потока, 0,1 МПа;  $P_{бар}$  – барометрическое давление, 0,1 МПа;  $L$  – длина образца, см;  $F$  – площадь поперечного сечения образца,  $см^2$ ;

При измерении газопроницаемости закон Дарси может не соблюдаться, в основном из-за скольжения газа, особенно заметного в области низких давлений и малых проницаемостей, а также из-за потерь давления, пропорциональных квадрату фильтрации, несущественных лишь в области малых перепадов давления. Эффект Клинкенберга или эффект «проскальзывания» газа возникает вследствие повышенной подвижности молекул газа в непосредственной близости от стенок пор горной породы и приводит к завышению измеренного коэффициента проницаемости по газу в области низких давлений и малых проницаемостей. Таким образом, существует зависимость измеренной и вычисленной по закону Дарси величины проницаемости от среднего давления в образце. Величина проницаемости, измеренной при среднем давлении, приближающемся к пластовому  $p_{ср} \rightarrow p_{пл}$  (иногда говорят «бесконечному»), является абсолютной.

Существует три подхода к учёту эффекта Клинкенберга при измерении коэффициента абсолютной проницаемости:

- Определение проницаемости по газу при трех-четырех различных средних давлениях по длине образца  $p_{ср}$  и построение зависимости  $k_r=f(1/p_{ср})$ . Преимущество подхода: наиболее точный, он позволяет учесть эффект Клинкенберга для каждого исследуемого образца. Недостаток подхода: является наиболее трудоёмким с точки зрения проведения измерений, поскольку для каждого образца нужно создать несколько средних давлений фильтрации газа.

- Введение поправки на скольжение для коллекции образцов, являющейся представительной по отношению к исследуемому массиву. В данном случае определяют коэффициент проницаемости по газу  $k_r$  при различных средних давлениях  $p_{ср}$  и строят зависимости  $k_r=f(1/p_{ср})$ . Далее для каждого образца вычисляют величину коэффициента скольжения  $b$  и строят зависимость  $b=f(k_{абс})$ . На основании полученной зависимости строят номограмму в координатах  $k_r - k_{абс}/k_r$  с шифром кривых  $p_{ср}$ . Преимущество подхода: меньшее число измерений, чем в первом подходе. Недостаток подхода: хорошо подходит лишь для исследования больших керновых коллекций, отобранных из однородных пластов.

- Для определения поправки на скольжение пользуются заранее полученными номограммами. Для каждого образца делается одно измерение коэффициента проницаемости по газу, далее по номограмме определяется значение абсолютной проницаемости. Преимущество подхода: минимальное число измерений. Недостаток подхода: невозможно создать универсальную номограмму, поэтому при расчёте коэффициента абсолютной проницаемости неизбежны ошибки.

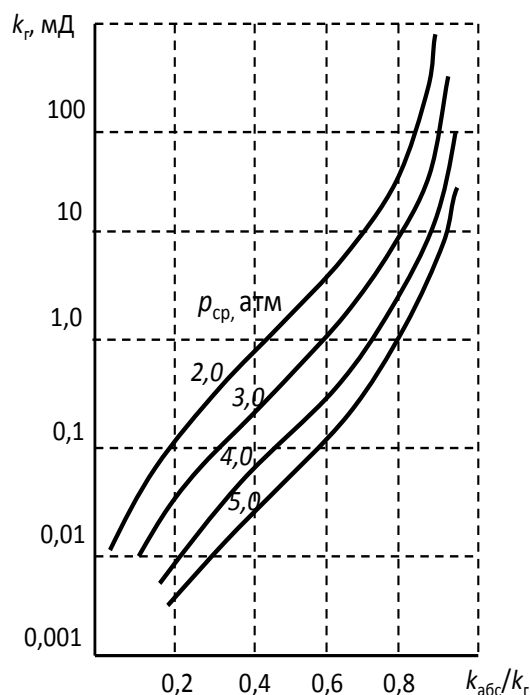


Рисунок 5 - Номограмма для определения коэффициента абсолютной проницаемости с учётом эффекта Клинкенберга

Коэффициент абсолютной проницаемости является одним из параметров, определяемых при стандартных исследованиях керна. Определив этот параметр для коллекции керна можно судить об однородности фильтрационных характеристик продуктивных пластов и отбирать образцы для специальных фильтрационных исследований.

### 3.3 Методы определения остаточной водонасыщенности

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяются многочисленными свойствами пористой среды и пластовых жидкостей — структурой порового пространства, составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т. д.

Под коэффициентом остаточной водонасыщенности ( $K_{ов}$ ) понимают долю объема остаточной воды ( $V_{в.ост}$ ) в объеме порового пространства ( $V_{п}$ ):

$$K_{ов} = V_{в.ост} / V_{п}, \dots \dots \dots (3.2)$$

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта влияет на процессы движения нефти в пористой среде и вытеснения ее водой из пласта. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной. Если же пленка воды отсутствует, то нефть непосредственно контактирует с твердой поверхностью и вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ нефтей поверхность поровых каналов коллектора становится в значительной степени гидрофобной. Следовательно, формы существования остаточной воды необходимо учитывать во всех процессах, в которых молекулярные характеристики поверхности твердой фазы имеют существенное значение. Распределения остаточной воды в поровом пространстве существенно влияют на фазовые проницаемости породы для нефти, воды и газа. Многие другие характеристики пласта: смачиваемость пород жидкостями, интенсивность капиллярных процессов, количество нефти, остающейся в поровом пространстве пласта после истощения пластовой энергии и др., - также зависят от первоначального распределения жидкостей в пласте. Предполагается, что породы большинства нефтяных и газовых коллекторов были изначально заполнены и смочены водой, а нефть появилась в пласте в более поздний период. Вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть удалена полностью из пласта при образовании залежи. Часть ее осталась в виде погребенной воды. Несмотря на наличие различных мнений, касающихся вида остаточной воды, находящейся в пористой среде, большинство исследователей приходит к заключению о существовании:

- 1) **капиллярно-связанной воды** в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
- 2) **адсорбционной воды**, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды (свойства адсорбированной воды значительно отличаются от свойств свободной воды);



3) **пленочной воды**, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) **свободной воды**, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхностях раздела вода — нефть, вода — газ).

Основным методом оценки остаточной водонасыщенности является прямое определение количества воды в керне, отобранном из скважин, пробуренных на безводном растворе. К косвенным методам относятся лабораторные опыты по искусственному моделированию содержания остаточной воды одним из следующих методов: капилляриметрический, центрифугирования, испарения, капиллярной вытяжки.

Необходимо отметить, что наиболее надежным для оценки содержания остаточной водонасыщенности является прямой метод. Сопоставление результатов оценки остаточной водонасыщенности, полученной прямыми и косвенными методами, показывает, что в ряде случаев значения  $K_{ов}$ , определенные этими методами, значительно расходятся.

### **3.3.1 Определение остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии**

Метод заключается в измерении содержания воды в капилляриметрической установке с полупроницаемой мембраной при вытеснении воды из образца нефтью или воздухом. В таком опыте моделируется процесс вытеснения воды при заполнении ловушки нефтью или газом, вследствие чего способ иногда называют способом восстановления начального состояния системы. Для проведения капилляриметрических исследований предлагается использование установки УГК-1. Принцип работы установки основан на вытеснении жидкости из поровых каналов горных пород избыточным давлением. Известно, что высота подъема жидкости в капилляре равна:

$$h = 2\sigma \cos\theta / \rho_{ж} g r_{к}, \dots \dots \dots (3.3)$$

где  $\sigma$  - поверхностное натяжение;  $\theta$  - угол смачиваемости;  $\delta_j$  - плотность жидкости;  $g$  - ускорение свободного падения;  $r_k$  - радиус капилляра.

Под действием избыточного давления ( $P$ ), создаваемого в объеме капилляриметра, высота подъема жидкости в капиллярах понижается на величину:

$$h_2 = P / (\delta_j g), \dots\dots\dots (3.4)$$

Жидкость, вытесняемая из порового пространства образца, проходит через капилляры мембраны и по каналам оттока выводится наружу капилляриметра. Методика моделирования остаточной водонасыщенности состоит в следующем:

Образцы породы, высушенные до постоянной массы, взвешивают на аналитических весах ( $m_1$ ). Затем их насыщают раствором, моделирующим пластовую воду, и повторно взвешивают на воздухе ( $m_2$ ). По полученным данным, учитывая, что плотность воды равна единице, определяют полную водонасыщенность образцов  $K_{в100\%}$  (ед. объема) как:

$$K_{в100\%} = m_2 - m_1, \dots\dots\dots (3.5)$$

На подготовленную и установленную в капилляриметр мембрану помещают образцы керна. В бюретке, установленной на выходе капилляриметра для индикации процесса вытеснения жидкости, устанавливают нулевой уровень и подают начальное давление вытеснения. Давление поддерживают до тех пор, пока мениск в бюретке не установится. После этого образцы вынимают, взвешивают, определяют массу  $m_2$  и вновь устанавливают в капилляриметр. Подают давление следующей ступени - и так до достижения максимального давления, зависящего от свойств полупроницаемой мембраны. На основании полученных данных вычисляют коэффициент остаточной водонасыщенности образцов:

$$K_{ов} = K_v / K_{в100\%} * 100\%, \dots\dots\dots (3.6)$$

Таким образом, определение капиллярного давления и остаточной водонасыщенности пород заключается в повторении нескольких циклов с последовательным увеличением давления в камере капилляриметра.

### **3.3.2 Определение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования**

Измерение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования заключается в помещении насыщенного образца породы в поле с ускорением, в  $e$  раз превосходящее ускорение свободного падения, под воздействием которого происходит его гравитационное обезвоживание. Значение  $e$  рассчитывается по следующей формуле:

$$e = \omega^2 r_{\text{вр}} / g, \dots\dots\dots(3.7)$$

где  $r_{\text{вр}}$  - радиус вращения образца,  $\omega$  - угловая скорость,  $g$  - ускорение свободного падения ( $\sim 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$ ).

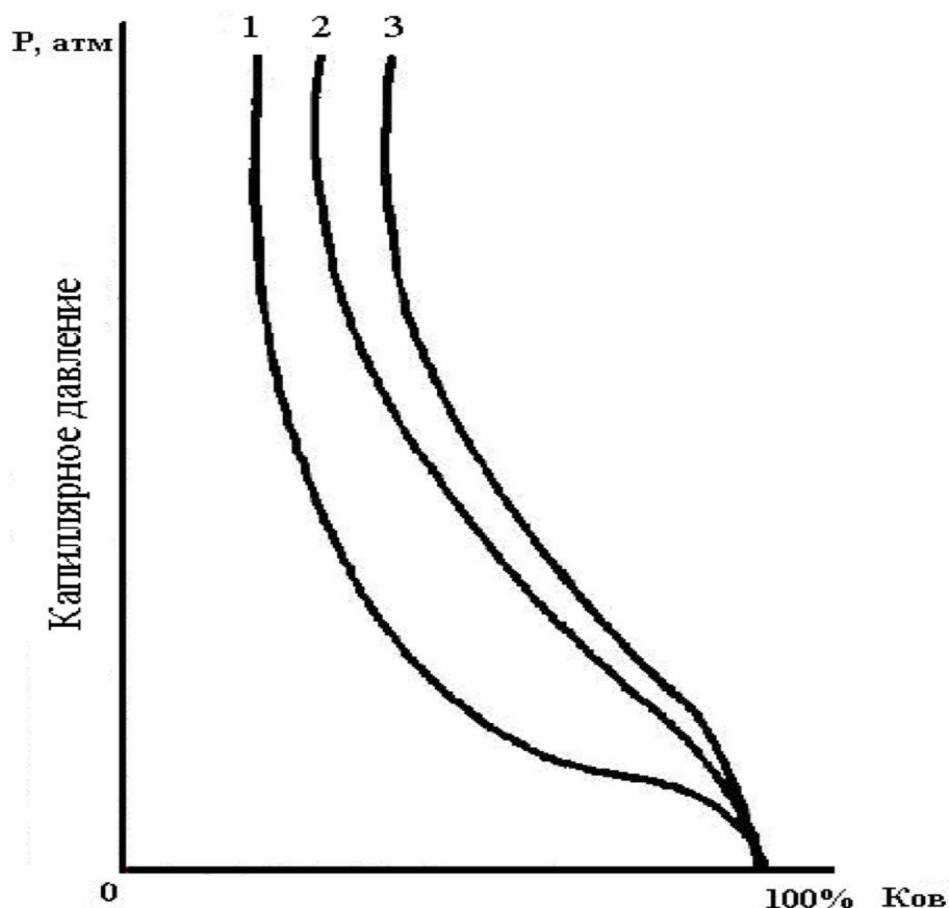


Рисунок 6 - Кривые капиллярного давления

Исходя из расчета угловой скорости  $\omega = 2 \pi r n / 60$ ,  $e$  будет равно:

$$e = 1,11 \cdot 10^5 r_{вр} n^2, \dots\dots\dots (3.8)$$

где  $n$  - число оборотов центрифуги.

Способ центрифугирования определения остаточной воды достаточно быстр и точен. Так, для образцов песчаных пород создается давление вытеснения до  $3 \text{ кгс/см}^2$ , что обеспечивает удаление из них в основном только свободной воды и получение остаточной водонасыщенности, близкой к определяемой капилляриметрическим методом. Образцы породы (стандартные цилиндры), высушенные до постоянной массы, взвешивают на аналитических весах ( $M_1$ ). Затем их насыщают раствором, моделирующим пластовую воду, повторно взвешивают на воздухе ( $M_2$ ) и измеряют их сопротивление. По полученным данным определяют полную водонасыщенность образцов.

$$K_v(100\%) = M_2, \dots\dots\dots (3.9)$$

## Проведение исследований

Подбирают образцы в пары так, чтобы их масса была почти одинаковой, и помещают в стаканчики, которые устанавливаются в центрифугу напротив друг друга. Пробами должны быть заполнены все стаканчики. Образцы уравнивают, добавляя разновесы. Пробы, взятые для одновременной загрузки, должны иметь примерно одинаковую проницаемость.

Центрифугируют образцы при выбранном режиме - центрифугу включают и разгоняют ее до необходимой скорости вращения. Подбор скорости вращения определяется по формуле:

$$P = 1,11 \cdot 10^5 \cdot r_{\text{вр}} \cdot n^2 \cdot \Delta \rho \cdot h, \dots \dots \dots (3.10)$$

где  $P$  – расчетное капиллярное давление,  $\Delta \rho$  – разница плотностей двух фаз (в нашем случае жидкости насыщения и воздуха, т.е. приблизительно равна плотности жидкости насыщения),  $h$  – высота образца. Через 30 мин (время пуска и остановки не учитывается) останавливают центрифугу, вынимают образцы из стаканчиков, взвешивают образцы с остаточной водой ( $M_3$ ) и измеряют их сопротивление. Рассчитывают коэффициент насыщения пород остаточной водой по формуле:

$$K_{\text{ов}} = V_{\text{ост}}/V_{\text{пор}} = (M_3 - M_1)/(M_2 - M_1), \dots \dots \dots (3.11)$$

где  $V_{\text{ост}}$  – объем оставшейся в поровом пространстве воды,  $V_{\text{пор}}$  – объем пор образца. Величина плотности жидкости насыщения не влияет на результат, т.к. она в обоих случаях одна и та же.

### 3.4 Предпосылки улучшения качества воды в зависимости от структуры порового пространства

Обширные данные, собранные почти за 50-ти летний период наблюдений и обобщенные специалистами ТатНИПИнефть, позволили выявить тенденцию изменения приемистости нагнетательных скважин в зависимости от качества вод, закачиваемых в нефтяные пласты. Под наблюдением находилось более 150 скважин с различными коллекторскими характеристиками. Контролировались данные по динамике изменения приемистости, давление нагнетания, депрессия между забойным и пластовым давлениями, количество ремонтов по

восстановлению приемистости, содержание ТВЧ и нефти, закачанных с водой в скважины.

Установлена прямая зависимость падения приемистости в течение 2...3 лет, в ряде случаев в 3...3,5 раза, при превышении концентрации ТВЧ в закачиваемой воде 30...35 мг/литр и нефти 50...70 мг/литр. Выявлено, что ненадлежащее качество подготовки воды со временем приводит к повышению давления нагнетания, при этом депрессия возрастает. Контролировалось количество ремонтов по восстановлению приемистости на 2-х группах скважин с примерно одинаковой структурой пластов в зависимости от качества закачиваемой воды. Зафиксировано, что число ремонтов на группе скважин, в которые закачивалась вода с лучшим качеством подготовки, меньше на 25% по сравнению с другой группой скважин, в которые закачивалась вода с большим содержанием загрязнений.

С другой стороны, показано как изменяется приемистость многих скважин после перехода на закачку более «чистой» воды. Выявлено, что в этом случае приемистость оставалась стабильной в течение всего периода наблюдений (4 года), на ряде скважин зафиксировано увеличение приемистости.

Важной характеристикой степени чистоты закачиваемой воды является размер частиц в их сопоставлении с размерами пор пласта, с точки зрения условий прохождения или задержания взвешенных частиц в пористой среде. Опытным путем установлено, что пористая среда забивается частицами, даже в том случае, если размер частиц в пять раз меньше диаметра порового канала. Иными словами, чтобы пласты не заиливались, размер взвешенных в воде частиц должен быть как минимум в 4 раза меньше диаметров поровых каналов пород пласта. Если принять средний размер диаметра поровых каналов коллекторов различного типа 20....30 мкм, то тонкость отсева ТВЧ в процессе подготовки воды должна быть, по крайней мере, не хуже 6 мкм

### **3.5 Комплекс исследований определения структуры порового пространства образцов керна**

Отбор образцов керна для данной работы производился из неокомовских отложений нижнего мела (1348 -1412 м). Комплекс исследований на керне включал определения следующих параметров:

- открытой пористости методом жидкостенасыщения (метод И. А. Преображенского), где в качестве насыщающей жидкости для определения емкостных характеристик в атмосферных условиях использовался керосин, для изучения петрофизических параметров в атмосферных и термобарических условиях использовалась модель пластовой воды с минерализацией  $C_{NaCl} = 75$  г/л для альбских и аптских отложений и с минерализацией  $C_{NaCl} = 95$  г/л – для неокомских отложений. Методика и режим насыщения выбирались в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 «Метод определения коэффициента открытой пористости жидконасыщением»;

- газопроницаемости при постоянной (стационарной) фильтрации газа через образец горной породы в линейном направлении под действием заданных давлений (газоволюметрический метод) в соответствии с ГОСТ 26450.2-85 «Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации»;

- анизотропии пород по результатам измерения газопроницаемости в двух взаимно перпендикулярных направлениях на образцах керна, выточенных параллельно и перпендикулярно напластованию пород в соответствии с ГОСТ 26450.2-85;

- эффективной проницаемости на образцах горных пород со 100%-ной и остаточной водонасыщенностью в соответствии с ГОСТ 26450.2-85 «Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации»;

- остаточной водонасыщенности методом центрифугирования, основанном на вытеснении свободной воды из образца под действием

центробежных сил, в соответствии с ОСТ 39-204-86 «Метод определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа»;

- смачиваемости пород в соответствии с ОСТ 39-180-85 по данным капиллярного впитывания в образец воды и керосина при атмосферных условиях и в гравитационном поле при центрифугировании;

- остаточной водонасыщенности и изучение структуры пустотного пространства капилляриметрическим методом (полупроницаемой мембраны) в соответствии с ОСТ 39-204-86 «Метод определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа».

Частота отбора образцов на исследования определялась в зависимости от типа коллектора и его однородности согласно РД 39-0147716-505-85 «Порядок отбора, привязки и хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин».

Для характеристики фильтрационных и емкостных свойств пород использовалась классификация А. А. Ханина, приведенная в таблице 1 ниже.

Таблица 1 – Классификация пород по проницаемости и пористости

Классификация пород			
по проницаемости		по пористости	
I класс	$>1000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – очень высокая	I класс	$>20\%$ - высокая
II класс	$500-1000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ - высокая	II класс	15-20% - повышенная
III класс	$100-500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – средняя	III класс	10-15% - средняя
IV класс	$10-100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – пониженная	IV класс	5-10% - пониженная
V класс	$1-10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ - низкая	V класс	$<5\%$ - низкая
VI класс	$<1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ – весьма низкая		



Характеристика структуры порового пространства приводится по классификации О. К. Баженовой (в таблице 2 ниже).

Таблица 2 – Классификация пор по О. К. Баженовой

Размер капилляров (радиус), мкм	
сверхкапилляры	>50
капилляры	2,5-50
субкапилляры	<2,5

Виды, способы, аппаратура, оборудование и условия проведения анализов на образцах керна приведены ниже :

Таблица 3 - Виды, способы, аппаратура, оборудование и условия проведения анализов на образцах керна

Вид исследования, операция	Метод	Условия проведения	Аппаратура, инструмент
Сушка	-	Сушка при $t=105^{\circ}\text{C}$ (3-6 суток)	СНОЛ-3.5, WST-3010
Насыщение образцов	Насыщение в вакууме с донасыщением под давлением 15 МПа	Вакуумирование в течение 7-8 часов, донасыщение под давлением $P=15\text{МПа}$ в течение 2-х часов	ПОРП-1, ПОРП-3
Определение открытой пористости	Гидростатическое взвешивание	Атмосферные условия	Автоматизированные весы "SCALTEC-SBA" (Германия) "A and D"HF-300 (Япония)
Определение абсолютной газопроницаемости	Стационарная или нестационарная фильтрация газа	Атмосферные условия.  Давление обжима – 1,5-1,8 МПа	Автоматизированные весы "SCALTEC-SBA" (Германия) "A and D"HF-300 (Япония)

## Окончание Таблицы 3

Определение остаточной водонасыщенности капилляриметрическим методом и получение кривых капиллярного давления	Метод полупроницаемой мембраны	Ступенчатые капилляриметрические измерения до давления $P=1.0$ МПа с выдержкой на каждой ступени не менее 4 суток	Групповой капилляриметр КГМ-2-1
---	--------------------------------	---	---------------------------------

### 3.6 Оценка результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств керна

№ образца	m, %	k, mD	Sw, д.ед.								
			0	0,014	0,056	0,12	0,21	0,33	0,48	0,75	1
ОЖ-160-2	23,1	3,3	1,00	0,97	0,84	0,76	0,70	0,63	0,58	0,56	0,53
ОЖ-163-2	25,5	8,8	1,00	0,97	0,74	0,67	0,61	0,55	0,51	0,49	0,48
ОЖ-166-2	25,8	5,2	1,00	0,97	0,81	0,72	0,63	0,55	0,51	0,49	0,48
ОЖ-175-2	11,8	0,1	1,00	0,98	0,92	0,85	0,79	0,73	0,69	0,67	0,67
ОЖ-178-2	28,8	1508,9	1,00	0,56	0,24	0,20	0,17	0,15	0,15	0,14	0,13
ОЖ-179-2	27,1	932,5	1,00	0,65	0,31	0,25	0,22	0,19	0,18	0,17	0,16
ОЖ-180-2	19,1	380,6	1,00	0,74	0,48	0,39	0,35	0,32	0,31	0,29	0,28
ОЖ-182-2	23,4	861,5	1,00	0,64	0,39	0,34	0,31	0,28	0,27	0,26	0,26
ОЖ-186-2	22,7	216	1,00	0,73	0,43	0,35	0,29	0,25	0,22	0,21	0,19
ОЖ-189-2	24,4	1005,9	1,00	0,66	0,23	0,19	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12
ОЖ-193-2	26,9	2762,9	1,00	0,36	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09
ОЖ-196-2	27,9	497,8	1,00	0,77	0,31	0,25	0,22	0,19	0,18	0,16	0,15
ОЖ-199-2	27,7	361,5	1,00	0,83	0,35	0,29	0,25	0,23	0,20	0,18	0,17
ОЖ-201-2	23,6	1451,7	1,00	0,51	0,21	0,14	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07
ОЖ-208-2	24,7	284,5	1,00	0,80	0,43	0,38	0,33	0,31	0,29	0,28	0,27
ОЖ-218-	18,5	0,2	1,00	0,96	0,89	0,81	0,75	0,73	0,71	0,69	0,68

2											
ОЖ-221- 2	9,6	1,5	1,00	0,91	0,72	0,59	0,52	0,48	0,46	0,45	0,43
ОЖ-222- 2	5,5	1,6	1,00	0,85	0,61	0,42	0,33	0,28	0,26	0,24	0,23
ОЖ-231- 2	28,0	914,2	1,00	0,72	0,27	0,23	0,20	0,18	0,17	0,16	0,14
ОЖ-241- 2	25,6	871,4	1,00	0,57	0,27	0,23	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14
ОЖ-243- 2	21,2	76,7	1,00	0,74	0,48	0,43	0,34	0,36	0,33	0,30	0,28
ОЖ-246- 2	23,2	3,5	1,00	0,76	0,55	0,49	0,43	0,40	0,34	0,38	0,37
ОЖ-249- 2	22,9	193,1	1,00	0,75	0,51	0,45	0,41	0,39	0,36	0,34	0,33
ОЖ-254- 2	20,4	20,2	1,00	0,92	0,69	0,59	0,53	0,48	0,45	0,43	0,42
ОЖ-258- 2	23,0	53,2	1,00	0,85	0,50	0,42	0,38	0,35	0,33	0,33	0,32
ОЖ-261- 2	22,6	75,5	1,00	0,85	0,52	0,41	0,37	0,33	0,32	0,30	0,29
ОЖ-263- 2	25,0	254,1	1,00	0,82	0,38	0,33	0,29	0,27	0,25	0,24	0,23
ОЖ-268- 2	18,6	208,3	1,00	0,71	0,39	0,33	0,29	0,25	0,24	0,24	0,24
ОЖ-278- 2	21,3	45	1,00	0,92	0,46	0,40	0,36	0,34	0,32	0,31	0,30
ОЖ-280- 2	27,2	601,3	1,00	0,75	0,23	0,19	0,16	0,15	0,15	0,14	0,13
ОЖ-283- 2	20,5	8,3	1,00	0,93	0,59	0,51	0,46	0,44	0,42	0,41	0,40
ОЖ-285- 2	19,6	1,7	1,00	0,94	0,79	0,67	0,60	0,57	0,55	0,53	0,52

Оценка результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств неокомских отложений (таблица 4) в целом показывает, что среди исследованных образцов доминируют образцы с газопроницаемостью **III** класса ( $100-500 \cdot 10^{-3}$ ) и **V класса** ( $1-10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) и составляют по 24% от общего количества. Образцы с газопроницаемостью **I** ( $>1000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ), **II** ( $500-1000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ), **IV** ( $10-100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) и **VI** ( $<1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) классов имеют практически равное соотношение – в среднем по 10-13%. Среди значений пористости преобладающими являются величины **I** класса ( $>20\%$ ), на их долю приходится около 80% от общего числа определений. По содержанию остаточной воды

доминируют образцы с остаточной водонасыщенностью до 20%, они составляют около 35% от общего количества.

Исходя из полученных данных капиллярметрии (таблица 4) , построим зависимости капиллярного давления  $P_{\text{кап}}$  от водонасыщенности (рисунок 7)

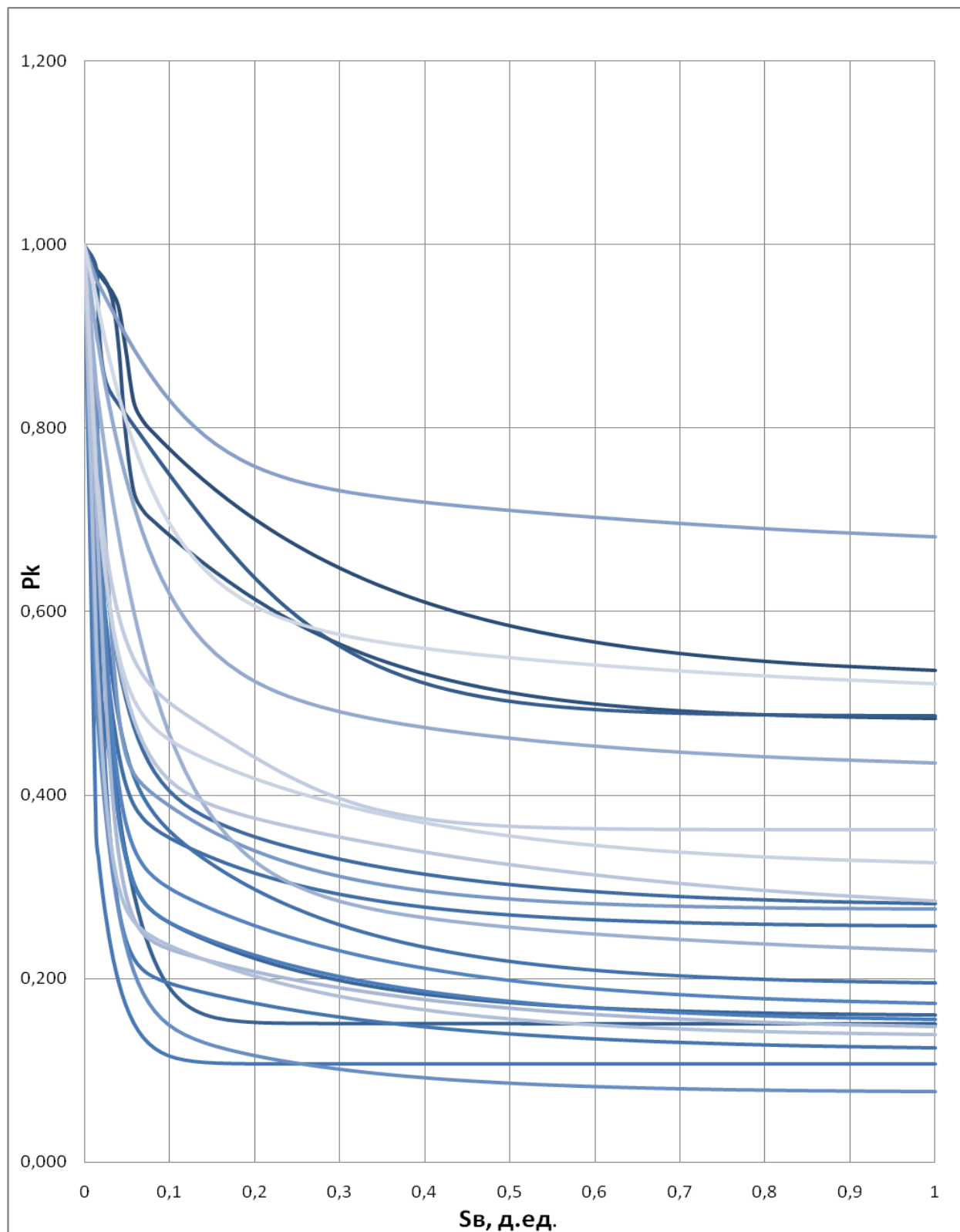


Рисунок 7 - Зависимости капиллярных давлений от водонасыщенности

Известно, что капиллярное давление при заданной насыщенности является характеристикой мельчайшей поры, в которую в этой точке вошла несмешивающая фаза, и это определяет то, что кривизна кривой капиллярного давления является функцией распределения пор по размерам.

Пытаясь провести различие между эффектами размера пор и распределения пор по размерам, Леверетт предложил безразмерную форму кривой капиллярного давления при дренировании, которая должна быть независимой от размера пор. J-функция получена из следующих соображений.

Функция Леверетта представляет собой отношение экспериментально полученного капиллярного давления  $P_k$ , соответствующего разной степени насыщенности пор ( $S_B$ ) к величине среднего капиллярного давления в порах со средним радиусом  $R$ :

$$P_{k\text{ сред}} = \frac{2\sigma \cos \theta}{R_{\text{сред}}} = \frac{2\sigma \cos \theta}{\sqrt{\frac{8k_{np}}{m}}} = \frac{2\sigma \cos \theta \sqrt{m}}{2,83\sqrt{k_{np}}} \approx \frac{\sigma \cos \theta \sqrt{m}}{\sqrt{k_{np}}}, \dots\dots\dots (3.12)$$

$$J(S_B) = \frac{P_k}{P_{k\text{ сред}}} = \frac{P_k}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k_{np}}{m}}, \dots\dots\dots (3.13)$$

где  $P_k$  – капиллярное давление, Па;

$\sigma$  – поверхностное натяжение, Н/м;

– краевой угол смачивания, в град.;

$k_{np}$  – проницаемость,  $m^2$ ;

$m$  – пористость, доли единицы.

Леверетт предложил, что J-функция будет универсальной для всех типов пород. Однако, поздние исследования показали, что J-функция имеет разные значения для разных типов пород. Мы пересчитали кривые капиллярного давления в J-функцию Леверетта и получили определенные закономерности их расположения ( рисунок 8).

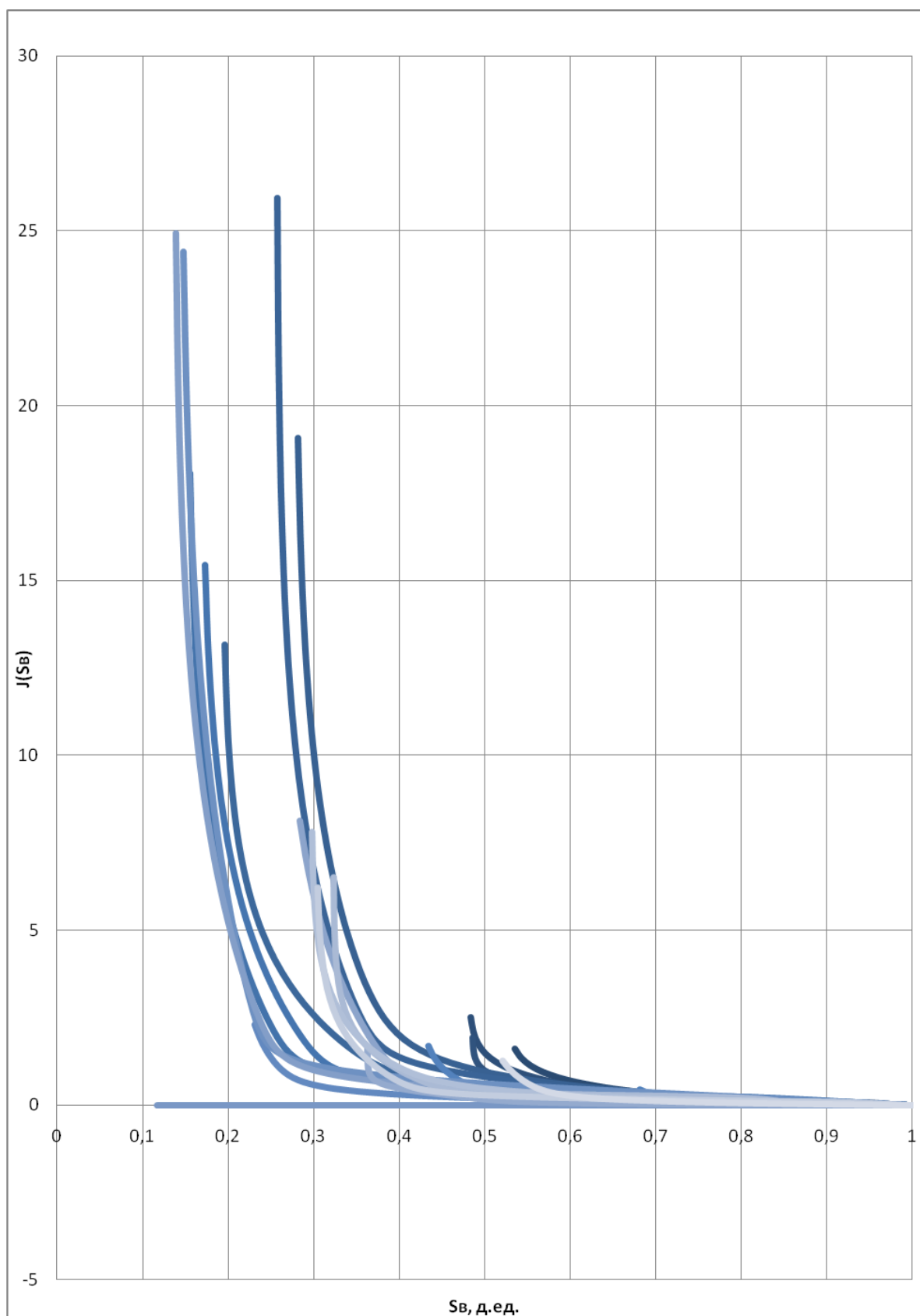


Рисунок 8 - J – функции образцов Филановского месторождения

Полученные данные говорят о присутствии 2 различных литотипов в рассматриваемой коллекции образцов керна. Образцы с плохой

проницаемостью содержат карбонатный цемент, который, в свою очередь, ухудшает просветность поровых каналов и их фильтрационные характеристики.

На основании полученных J-функций мы можем выделить 2 литотипа пород, построить для 2-х групп зависимости среднего радиуса фильтрации от проницаемости и определить исходя из среднего радиуса фильтрации допустимый размер взвешенных частиц в воде для ППД.

Таблица 5 - Зависимость среднего радиуса фильтрации от проницаемости первой группы

1 группа	Проницаемость, $K, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Средний радиус фильтрации $R, \text{мкм}$
Номер образца		
ОЖ-231-2	914,2	5,05
ОЖ-241-2	871,4	7,21
ОЖ-280-2	601,3	7,21
ОЖ-196-2	497,5	6,03
ОЖ-199-2	361,5	7,21
ОЖ-208-2	284,5	4,23
ОЖ-186-2	216	6,03
ОЖ-283-2	8,3	6,03
ОЖ-246-2	3,5	5,05
ОЖ-285-2	1,7	1,74
ОЖ-222-2	1,6	1,74

Таблица 6 - Зависимость среднего радиуса фильтрации от проницаемости  
второй группы

2 группа	Проницаемость,	Средний радиус
Номер образца	К, мкм <sup>2</sup> *10 <sup>-3</sup>	фильтрации R, мкм
ОЖ-160-2	3,3	2,48
ОЖ-163-2	8,8	2,96
ОЖ-166-2	5,2	8,61
ОЖ-175-2	0,1	2,48
ОЖ-180-2	380,6	4,23
ОЖ-196-2	497,8	6,03
ОЖ-218-2	0,2	1,22
ОЖ-221-2	1,5	1,74
ОЖ-243-2	76,2	4,23
ОЖ-258-2	53,2	2,96
ОЖ-261-2	75,5	5,05



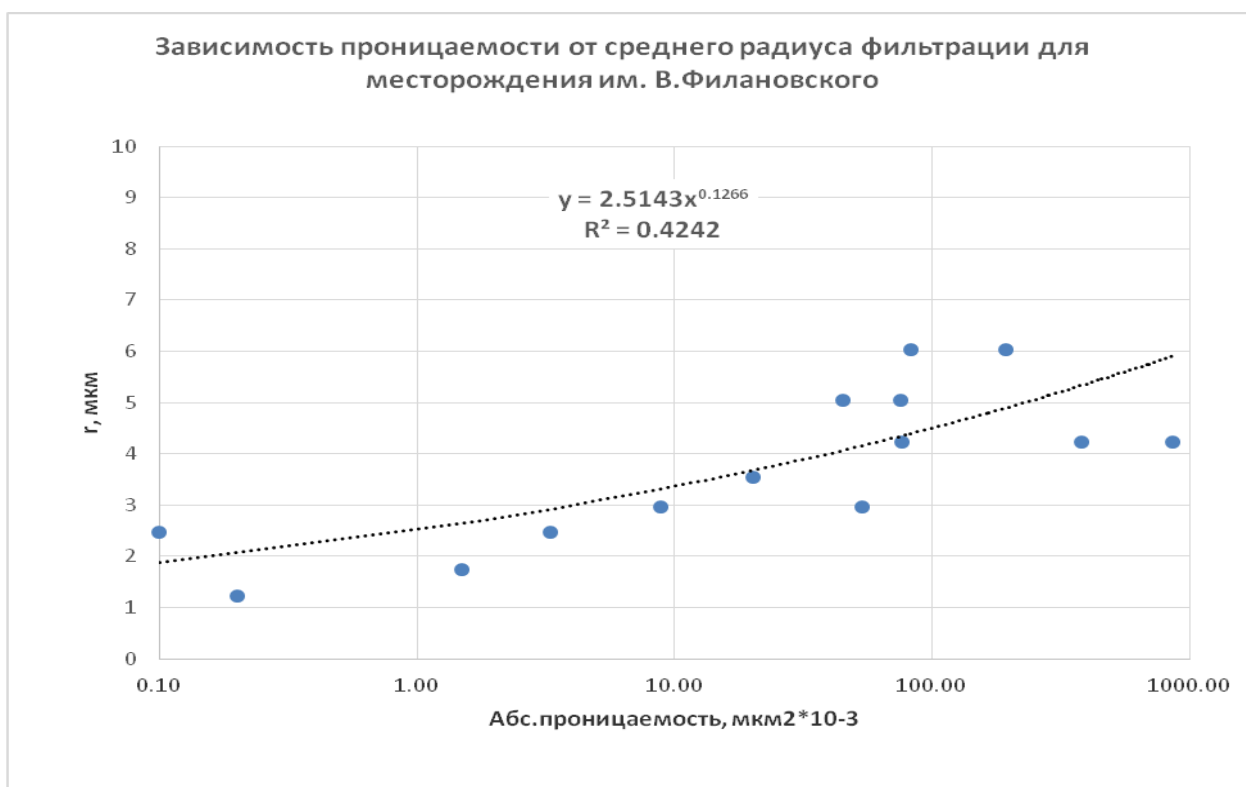


Рисунок 9 - Зависимость среднего радиуса фильтрации от абсолютной проницаемости образца для группы № 1

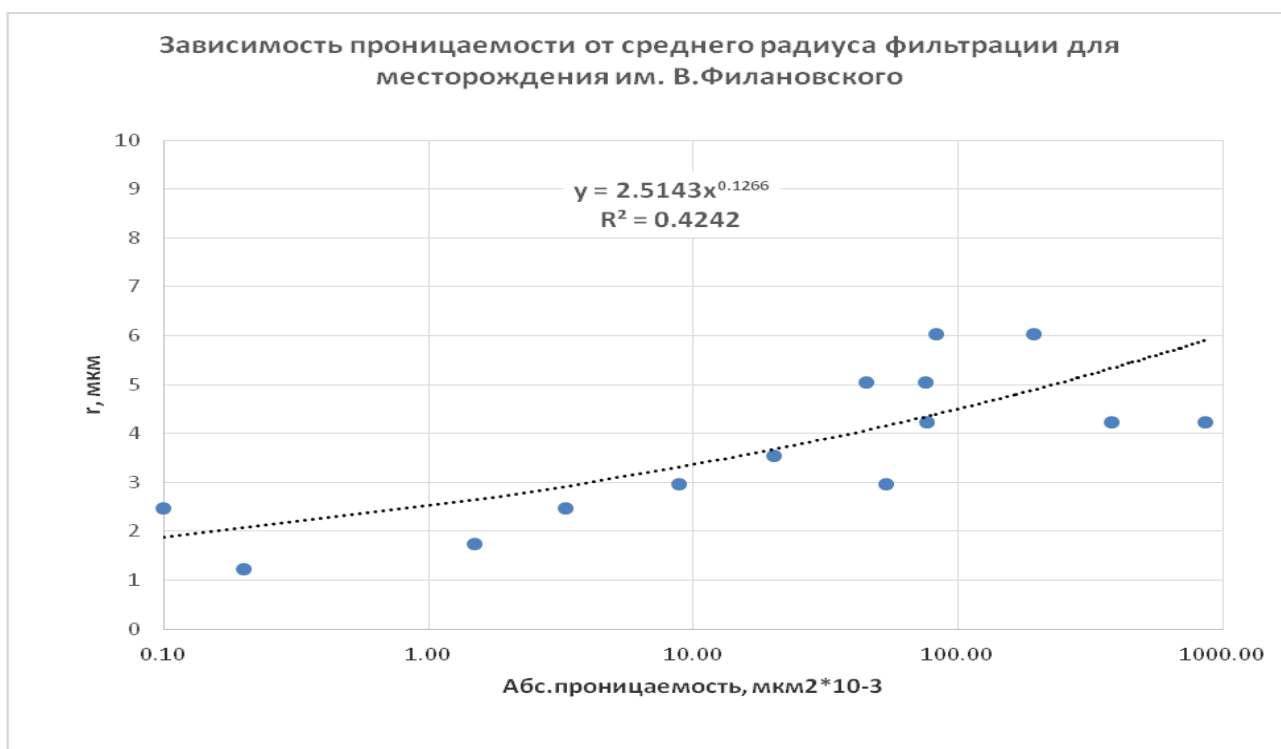


Рисунок 10 - Зависимость среднего радиуса фильтрации от абсолютной проницаемости образца для группы № 2

Экспериментально установлено, что взвешенные частицы проходят через пористую среду, если их размеры в 4-6 раз меньше размера пор или трещин и

если скорость потока такова, что обеспечивает их транспортирование. Исходя из того, что диаметр ТВЧ должен быть в 4 раза меньше диаметра порового канала, построим таблицу соответствия допустимых размеров ТВЧ с диаметрами поровых каналов для образцов 1-й группы (таблица 9) и 2-й группы (таблица 10).

Таблица 11 - Таблица соответствия допустимых размеров ТВЧ с диаметрами поровых каналов первой группы

Проницаемость, $K, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Средний радиус фильтрации $R, \text{мкм}$	Диаметр порового канала, мкм	Допустимый размер ТВЧ, мкм
914,2	5,05	10,1	2,53
871,	7,21	14,42	3,61
601,3	7,21	14,42	3,61
497,5	6,03	12,06	3,02
361,5	7,21	14,42	3,02
284,5	4,23	8,46	2,53
216	6,03	12,06	0,87
8,2	6,03	12,06	0,87
3,5	5,05	10,1	3,02
1,7	1,74	3,48	3,61
1,6	1,74	3,48	2,12

Таблица 12 - Таблица соответствия допустимых размеров ТВЧ с диаметрами поровых каналов второй группы

Проницаемость, К, мкм <sup>2</sup> *10 <sup>-3</sup>	Средний радиус фильтрации R, мкм	Диаметр порового канала, мкм	Допустимый размер ТВЧ, мкм
3,3	2,48	4,96	1,24
8,8	2,96	5,92	1,48
5,2	8,61	17,22	4,3
0,1	2,48	4,96	1,24
380,6	4,23	8,46	2,1
497,8	6,03	12,06	3,01
0,2	1,22	2,44	0,61
1,5	1,74	3,48	0,87
76,2	4,23	8,46	2,1
53,2	2,96	5,92	1,48
75,5	5,05	10,1	2,5

#### **4 Безопасность и экологичность**

На предприятиях топливно-энергетического комплекса уделяется особое внимание обеспечению технической безопасности и противоаварийной устойчивости производств и объектов, так как выполнение технологических процессов осуществляется с использованием взрывопожароопасных и токсических веществ, которые при несоблюдении правил безопасности могут нанести серьезный вред человеку и окружающей среде.

Одним из крупнейших предприятий в сфере добычи нефти и газа является компания ПАО «Лукойл», которая занимается разработкой месторождения им. В. Филановского.

Компания уделяет значительное внимание охране труда сотрудников и экологическим нормам производства, поскольку обеспечение безопасных условий труда, охраны окружающей среды, снижение аварийности и травматизма являются основными задачами современного производства.

##### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Рабочим местом оператора по добыче нефти и газа являются производственные помещения, пункт контроля управления, находясь на которых сотрудник подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов, выделяющихся в атмосферу легких фракций нефти и попутных газов. При выбросе в атмосферу большого количества попутного газа содержание кислорода в воздухе резко снижается, атмосфера насыщается парами нефти и сопутствующих веществ.

В процессе выполнения работ возникают опасные и вредные производственные факторы:

- физические: шумовое воздействие от работающего оборудования; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- химические: пары нефти, природный (попутный) нефтяной газ, спирт метиловый (метанол), сероводород, угарный газ, реагенты; токсическое

воздействие на органы дыхания; кожные покровы и слизистые оболочки; оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам;

- психофизиологические: нервно-психические и эмоциональные перегрузки, монотонность труда [24].

Высокий уровень электрификации промыслов и жесткие условия эксплуатации электрооборудования (влажность, перепад температур, наличие горючих, взрывчатых и агрессивных веществ) могут привести к электротравмам, возникающим при контакте с токоведущими частями, при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нормально токонепроводящих частях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов. Опасность поражения человека взрывом, либо отравление газами или поражение при выбросе нефти возможны из-за неисправности арматуры скважины или сборного коллектора. Также возникновению взрыва может предшествовать искра, образовавшаяся в результате замыкания кабеля. Аварийные ситуации могут возникнуть при подъеме спускоподъемного оборудования [1].

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4 % к начисленной оплате труда [2].

#### **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ происходит в закрытом пространстве на ледостойкой стационарной платформе месторождения им. В. Филановского, которое расположено в Астраханской области в климатическом регионе IV (I), средняя температура воздуха зимних месяцев равна  $-2,3^{\circ}\text{C}$ , средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин равна 2,8 м/с [2].

Район месторождения им. В. Филановского относится к зоне

континентального климата. Среднегодовая температура равна 10,5°C. В районе месторождения в целом, за год преобладают ветры юго-восточного направления. Скорость ветра над морем в среднем составляет 3 м/с. За год выпадает осадков в среднем 177 мм, из них за теплый период 60-110 мм, за холодный – 40-80 мм. Минимум осадков приходится на февраль-март (до 12 мм), максимум на июнь-июль (до 24 мм). Осадки в основном выпадают в виде дождя. [25].

Помещение, в котором работает оператор, оборудуются системами центрального отопления и приточно-вытяжной вентиляцией.

Для поддержания нормальных условий работы операторов необходимо соблюдать определённый микроклимат воздуха рабочей зоны.

Период года	Температура, °С					Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с	
	Оптимальная	Допустимая				Оптимальная	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных	Оптимальная	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных
		Верхняя граница		Нижняя граница					
		На рабочих местах							
		Пост.	Непост.	Пост.	Непост.				
Холодный	17-19	21	23	15	13	40-60	75	0,2	Не более 0,4
Теплый	20-22	27	29	16	15	40-60	70 (при 25 <sup>0</sup> С)	0,3	0,2-0,5

Таблица 13 - Оптимальные и допустимые нормы температуры, влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений оператора по добычи нефти

Характеристики оптимальных и допустимых норм температуры, влажности и скорости движения воздуха для помещений, в которых работают операторы, представлены в таблице 13 [3].

Работы, выполняемые оператором по добыче нефти и газа по энергозатратам относятся к категории Пб. Это работы, связанные с ходьбой и

переноской тяжестей (до 10 кг), сопровождающиеся умеренными физическими нагрузками. [4].

### **4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Высота цеха составляет 6 м, площадь 60 м<sup>2</sup>, объем 140 м<sup>3</sup>, что соответствует установленным нормативам. [5].

Общее освещение в цехе должно быть не менее 200 лк, коэффициент естественной освещенности КЕО при верхнем освещении не менее 1,8%, при боковом – не менее 0,6%. [6].

В основную деятельность оператора входит снятие показания со счетчиков, наблюдение за общим технологическим процессом, ремонт наземного оборудования, следовательно, для оператора принимаем разряд зрительной работы V подразряд б. Показатели производственного освещения представлены в таблице 14. [11].

Таблица 14 – Показатели производственного освещения

Характер зрительной работы			Малой точности
Размер объекта различения, мм			1 – 5
Разряд зрительной работы			V
Подразряд зрительной работы			б
Контраст объекта с фоном			Малый Средний
Характеристика фона			Средний Темный
Искусственное освещение	Освещенность при общем освещении		200
	Показатель ослепленности		40
	Коэффициент пульсации		20
Естественное освещение	КЕО, $e_n$ , %	при верхнем	3
		при боковом	1
Совмещенное освещение		при верхнем	1,8
		при боковом	0,6

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [7].

Уровень шума на рабочем месте оператора ОПЗ не должен превышать 60 дБ. [8]. Предельно допустимый уровень напряженности электромагнитных полей на рабочем месте в течение смены равен 5 кВ/м. [9].

В воздухе рабочей зоны оператора по добыче нефти и газа имеются вредные вещества (толуол, ксилол и т.д.), соответствующие 3 классу опасности – умеренно опасные. [3].

Операторы по добыче нефти и газа обеспечиваются спецодеждой и средствами индивидуальной защиты:

- костюм для защиты от воды;
- костюм с огнезащитной пропиткой;
- головной убор;
- сапоги резиновые лёгкие;
- перчатки резиновые;
- очки защитные;
- костюм на утепляющей прокладке;
- сапоги утепленные;
- шапка тёплая; перчатки шерстяные. [7].

#### **4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

При добыче нефти и газа имеет место загазованность воздуха рабочей зоны.

Основными вредными веществами являются: пары нефти, нефть и природный (попутный) нефтяной газ, спирт метиловый (метанол), сероводород, угарный газ, реагенты.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 15. [12].

Таблица 15 - Характеристика вредных веществ и их ПДК



№	Вещество	Химич. формула	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Температура, °С		НКПР, КПР, % об.
						вспышки	самовоспламенения	
1	Углеводороды	C <sub>2-10</sub> H <sub>6-24</sub>	300 (ср. сменный) 900 (макс. разреш.)	4	Вызывают неустойчивость нервной системы, зуд кожи	7-44	255-450	1,3/6,5
2	Метанол	CH <sub>4</sub> O	5 (макс. разреш.)	3	Отравление	6	440	6,98/34,7
3	Сероводород	H <sub>2</sub> S	10 (макс. разреш.)	2	Отравление	-	260	4/46
4	Угарный газ	CO	20 (макс. разреш.)	4	Ухудшает отдачу кислорода тканям	-	610	12,5/74

Таблица 15 - Характеристика вредных веществ и их ПДК

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом в производственные помещения и проведением газоопасных работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует произвести вентиляцию помещения, при невозможности проведения вентиляции необходимо применить соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогазов и шлангов.

В рабочих помещениях установлены распределительные устройства и сети, в схемы которых входят рубильники с переключателями и предохранителями, автоматические выключатели, контакторы с аппаратурой автоматического ввода резерва, а также аппаратура измерения или учета. На рабочем участке оператора по добыче нефти и газа используются сети напряжением 380 В.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим

током. [13].

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

В процессе трудовой деятельности оператор ДНГ наиболее часто находится в следующих помещениях: АГЗУ, БГ.

АГЗУ по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А (высшая) – помещения содержащие горючие газы (ГГ), легковоспламеняющиеся взрывопожароопасная жидкости (ЛВЖ) с температурой вспышки не более 28 С<sup>0</sup> в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные паро- газо- воздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа. БГ в зависимости от состава перекачиваемой жидкости относится к категории А или Д (помещения, содержащие негорючие вещества и материалы в холодном состоянии). [14].

##### Основными причинами пожаров являются:

- халатное и неосторожное обращение с огнем (курение, оставление без присмотра нагревательных приборов, разогрев деталей открытым огнем т.п.);
- неисправность отопительных и вентиляционных систем;
- неисправность производственного оборудования, нарушение технологических процессов (выделение горючих газов, пыли);
- самовоспламенение или самовозгорание некоторых веществ и материалов при нарушении правил их хранения и использования;
- различные причины электрического характера: искрение в электрических аппаратах и машинах; токи коротких замыканий и значительные перегрузки проводов и обмоток электрических устройств, вызывающие их нагрев до высокой температуры;

В Таблице 16 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [2].

Таблица 16 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим	ет наркотическим действием

Для технологических зон, содержащих углеводороды, минимальная интенсивность орошения по раствору вода/пена составляет 12 л/мин на квадратный метр, для зон устьев скважин интенсивность орошения составляет 20 л/мин на квадратный метр.

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8шт.;
- ломы – 2шт.;
- топоры – 2шт.;
- багры – 2шт.;
- ведра пожарные – 4шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению. [15].

#### **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Основными аварийными ситуациями при добыче нефти и газа являются:

- открытое фонтанирование;
- утечка химических веществ и реагентов;
- взрывы горюче-смазочных материалов;

- короткие замыкания и удары током.

В случае обнаружения аварийной ситуации персоналу кустовой площадки необходимо:

- 1) прекратить все работы;
- 2) приступить к эвакуации других сотрудников из опасного местоположения и ограничить проход людей в опасную зону;
- 3) доложить руководству о сложившейся ситуации;
- 4) начать ликвидацию аварии или другой неисправности.

Для предотвращения аварийных ситуаций применяют специальные системы безопасности, которые основаны на:

- проведении постоянного мониторинга и контроля систем управления технологическим процессом;
- проведении постоянного мониторинга возможных источников опасности и устранении возможных источников возгорания;
- обеспечении систем звукового и визуального оповещения об отключении установки, аварийного сброса давления и пожаротушения. [17].

Данный производственный объект относится ко II категории по группам ГО. [18].

На рабочих местах имеются специальные индивидуальные защитные заграждения. Все работающие полностью обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты. В производственном помещении имеется медицинская аптечка для оказания первой помощи пострадавшим.

Внешних и внутренних источников для образования вторичных факторов поражения при возможных авариях в непосредственной близости рассматриваемого участка нет.

Электроснабжение обеспечивается от дизельного генератора напряжением до 380 В. Связь осуществляется через проводную внутреннюю линию и через спутник. Тепло подается с помощью обогревателей, работающих от электросети.

#### **4.7 Экологичность проекта**

Технологические процессы в нефтяной и газовой промышленности могут сопровождаться выбросами в почву, в водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, которые их загрязняют.

Источниками возможных загрязнений являются: резервуары, технологические емкости, установки по подготовке нефти, нефте- и газопроводы.

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо:

- оборудование дыхательными клапанами резервуаров нефти, исключающими значительные потери углеводородов;
- должен быть предусмотрен сброс с предохранительных клапанов и улавливание газового конденсата, воды и нефтешламов в дренажные емкости;
- использование пневматической системы управления технологическим процессом с индикацией основных технологических параметров на центральный пункт управления установкой, в случае аварийного отключения данная система управления позволяет перейти к безопасному и организованному отключению установки;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу;

Проанализировав состояние окружающей среды в зоне разработки месторождения им. В. Филановского можно сделать вывод, что уровень обеспечения экологической безопасности проекта достаточно высок.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализировав полученные данные о структуре порового пространства 2-х групп образцов Филановского месторождения (Таблица 9 и Таблица 10), а также построив зависимости среднего радиуса фильтрации от проницаемости, мы можем сделать вывод, что для 1-ой группы образцов (Таблица 11) при изменении проницаемости от 1,6 до  $914 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  больший процент поровых объемов может быть заблокирован твердыми взвешенными частицами размером более 3 мкм, а средний допустимый размер твердых взвешенных частиц составляет примерно 2,6 мкм. Для 2-ой группы образцов (Таблица 12) при изменении значений проницаемости от 0,1 до  $497 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  большая часть порового объема может быть заблокирована частицами размером более 1,5 мкм. Меньший допустимый размер ТВЧ для 2-ой группы обусловлен разницей размеров порового пространства. У первой группы образцов средний диаметр поровых каналов составляет 10,46 мкм, у второй - 6,7 мкм. Следовательно, поровое пространство у образцов 2-й группы может быть закольматировано взвешенными частицами меньших размеров, чем у 1-й группы, в виду меньших диаметров поровых каналов.

## ВЫВОДЫ

В работе рассмотрены основные методы определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти и газа. Исходя из результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств, определена структура порового пространства. Рассмотрены основные предпосылки улучшения качества воды ППД (поддержания пластового давления) в зависимости от диаметра поровых каналов.

Выполнен ряд капиллярометрических исследований, получены и проанализированы J-функции образцов керна Филановского месторождения, на основе которых в рассматриваемой коллекции керна было выявлено присутствие 2-х различных литотипов. Исходя из результатов определения структуры порового пространства образцов керна Филановского месторождения, построены зависимости среднего радиуса фильтрации от проницаемости. По полученным данным показано, что допустимый размер ТВЧ (твердых взвешенных частиц) зависит от диаметра поровых каналов и у двух групп имеет разное среднее значение в виду различий размеров порового пространства.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. ГОСТ 12.3.002-75. ССБТ Процессы производственные. Общие требования безопасности. – Введен 1976. – Москва.
2. Безопасность жизнедеятельности: учеб. метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост.: Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т. - Введен 2016.
3. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введен 1989.
4. ГОСТ 22269-76. СЧМ. Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. – Введен 1978.
5. СНиП 2.2.1/2.1.1.2361-08 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». – Введен 2008.
6. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности. – Введен 1985.
7. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». – Введен 2009.
8. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введен 1984.
9. ГОСТ 12.1.002-84. ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. – Введен 1986.
10. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введен 1990.
11. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение». – Введен 2011.
12. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно-допустимые концентрации (ПДК). – Введен 2009.



13. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». – Введен 2003.
14. СП 2.13.130.2012 «Система противопожарной защиты». – Введен 2012.
15. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно - планировочным и конструктивным решениям». – Введен 2009.
16. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ. Российский Морской Регистр Судоходства. – Введен 2006 г.
17. СП 5.13130.2009 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. – Введен 2009.
18. Постановление Правительства РФ от 3 октября 1998 г. N 1149 "О порядке отнесения территорий к группам по гражданской обороне".
19. Иванов М., Калмыков В. Петрофизические исследования кернового материала . – Введен 2008 г, стр. 65.
20. Гиматулинов Ш. Физика нефтяного и газового пласта. «Недра». – Введен 1971, стр. 312.
21. Михайлов Н. Физика нефтяного и газового пласта (Физика нефтегазовых пластовых систем). МАКС Пресс. – Введен 2008.
22. Язынина И., Шеляго Е. Современные методы исследования свойств пород-коллекторов нефти и газа, пластовых флюидов. Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – Введен 2014. 40 с.
23. Тронов В., Тронов А. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. – Введен 2001, стр. 280.
24. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

25. ГОСТ 17.1.5.05-85. Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к отбору проб поверхностных и морских вод, льда и атмосферных осадков.



